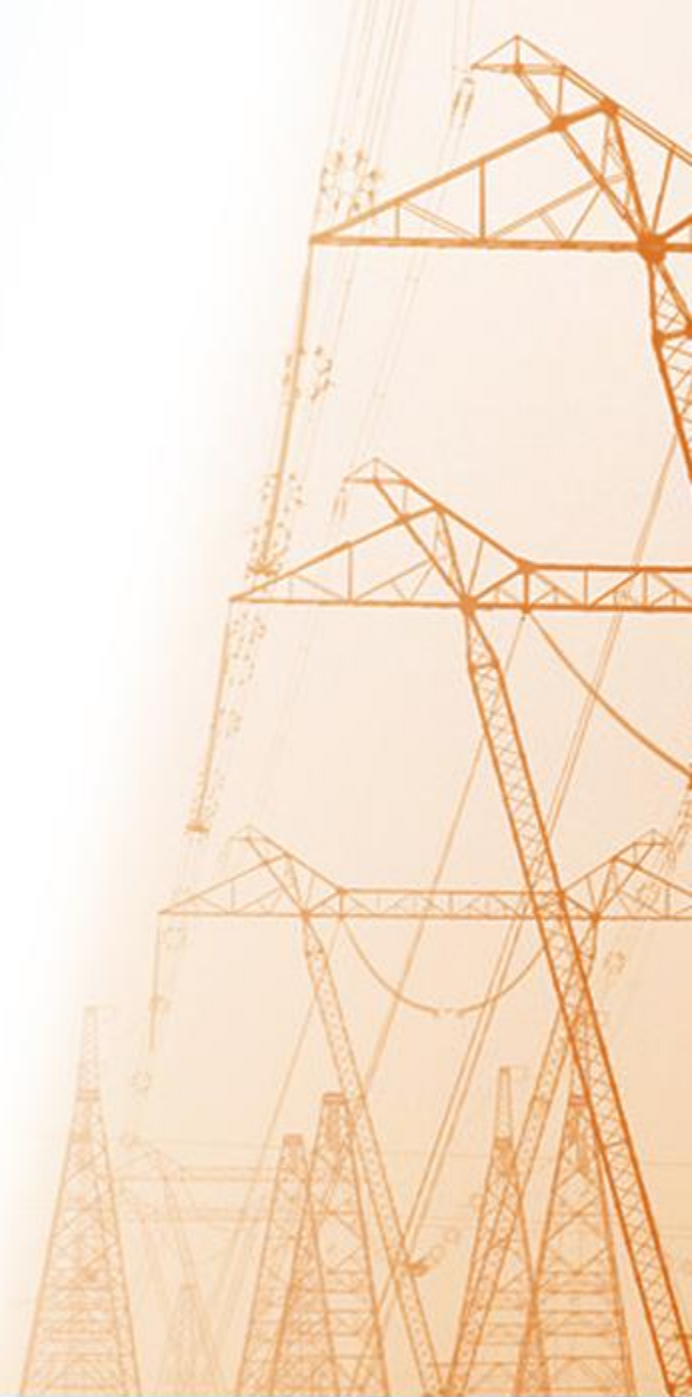




Выбор состава генерирующего оборудования на объектах распределенной генерации

Начальник отдела развития
технологий розничных рынков электрической энергии
Филиал ОАО «НТЦ ЭЭС»
«Технологии автоматического управления»
А.М. Синельников

Москва, 2015 г.





Предпосылки и цели строительства объектов распределенной генерации

2

Предпосылки строительства	Цели строительства объекта	Режим работы
Сложности технологического присоединения	Альтернативное энергообеспечение дополнительной нагрузки предприятия	автономный
Высокая стоимость покупаемой электрической энергии	Снижение затрат на покупку электрической энергии	автономный / параллельный
Наличие на предприятии ответственных потребителей	Обеспечение основного питания ответственных потребителей	параллельный
Наличие на предприятии побочных продуктов производства (тепловая энергия, попутный газ и т.д.).	Утилизация побочных продуктов производства для собственного потребления и/или продажи	автономный / параллельный
Возможность извлечения прибыли от продажи электрической энергии	Продажа электрической энергии на розничном рынке	параллельный

! Цели проекта определяют режим работы генерирующего оборудования (параллельный, изолированный, смешанный), должны быть определены заранее.
Состав генерирующего оборудования объектов распределенной генерации должен обеспечивать достижение целей проекта, однако на практике это зачастую не так.

Процесс выбора оборудования целесообразно начинать с оценки территории размещения объекта распределенной генерации, доступных ресурсов, а также прогноза спроса на различные виды энергии для данной территории.



Оценка территории и доступных ресурсов

3

Внутренняя территория объекта	Внешнее окружение
<ul style="list-style-type: none">— Климатическая зона;— Категория земельного участка, площадь участка;— Особенности рельефа, имеющиеся объекты;— Доступная площадь для размещения объекта;— Возможность размещения топливного хозяйства, склада ГСМ;— Возможность расширения территории;— и т.д.	<ul style="list-style-type: none">— Внешние потенциальные потребители продуктов объектов распределенной генерации;— Близко расположенные котельные, ТЭЦ, объекты распределенной генерации;— Расстояние до сетей электроснабжения, теплоснабжения и газоснабжения в непосредственной близости;— и т.д.

! Важно учитывать планы развития территории, прироста нагрузки существующих и новых потребителей, строительства и реконструкции инженерных коммуникаций. Источниками данных выступают схемы территориального планирования и развития территорий, схемы и программы перспективного развития, инвестиционные программы и т.д.

В качестве источника первичной энергии часто рассматривается природный газ. Для предварительной оценки необходимых объемов газа требуется прогноз потребления (спроса) на тепловую и электрическую энергию, его перевод в энергию топлива с учетом потерь при преобразовании.

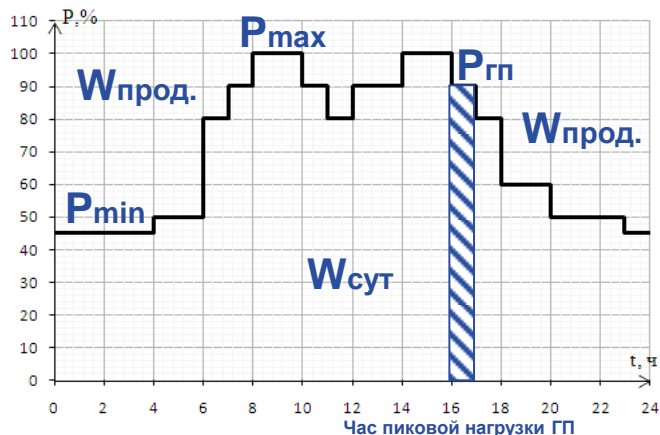
В некоторых проектах также целесообразно рассмотрение основных или побочных продуктов производства (тепловой энергии, нефтепродуктов, попутного, свалочного газа и т.д.). На стадии оценки ресурсов необходимо уточнить объем и химический состав таких продуктов для дальнейшей оценки возможности их применения.



Прогноз спроса на электрическую и тепловую энергию

4

В проектах распределенной генерации построение прогнозных графиков электрической нагрузки – отдельная задача, предшествующая непосредственному выбору состава генерирующего оборудования.



Прогноз должен производиться с точностью до 1 часа, для дальнейшего расчета:

- стоимости приобретаемой электроэнергии и мощности у ГП;
- оценки часовых расходов топлива на объектах распределенной генерации;
- определения почасового объема тепловой энергии, доступной для использования при когенерации;
- определения почасового объема электрической и тепловой энергии, доступной для дальнейшей продажи.

! В некоторых случаях цели по снижению стоимости приобретаемой энергии могут быть достигнуты за счет изменения ценовой категории и/или поставщика э/э, т.е. без строительства объекта распределенной генерации.



Также необходимо построение годовых графиков тепловой нагрузки и нагрузки систем кондиционирования. Периодичность таких графиков должна составлять 24 часа. Ключевыми точками годового графика тепловой нагрузки и нагрузки систем кондиционирования являются максимальные тепловые нагрузки отопительного и неотопительного периодов для рабочего и выходного дней.



Выбор технологий производства энергии

5



В настоящее время на объектах распределенной генерации применяются различные технологии производства электрической энергии:

- газотурбинные;
- газопоршневые;
- микротурбинные;
- дизельные.

Рассмотрение технологии паровых турбин и парогазовых установок целесообразно только для предприятий, в цикле которых используется пар и давление, либо в качестве побочного продукта основного производства имеется высокопотенциальное тепло.

Выбор технологии определяется несколькими факторами: доступным на территории топливом, максимальной мощностью электрической, соотношением тепловой и электрической мощности.

При выборе технологий производства тепловой энергии в первую очередь рассматриваются когенерационные возможности электрогенерирующего оборудования дополняемые пиковыми котлами при необходимости.

Среди технологий кондиционирования как правило рассматриваются абсорбционные холодильные машины и чиллеры. При этом применение АБХМ позволяет использовать потенциал когенерации в неотапительном периоде, что требует пересмотра годового графика тепловой нагрузки. Применение чиллеров требует корректировки суточных графиков электрической энергии.



Выбор максимальной мощности объекта, единичной мощности и количества агрегатов

6



Максимальная электрическая мощность должна соответствовать целям строительства объекта собственной генерации.

Цель строительства объекта	Мощность объекта
Альтернативное энергообеспечение дополнительной нагрузки предприятия	Максимальная нагрузка, собственные нужды, потери $P_{об.} = P_{max} + P_{с.н.} + \Delta$
Снижение затрат на покупку электрической энергии	Обеспечение нагрузкой не менее 4500-5000 часов в год, собственные нужды, потери $P_{об.} < P_{нагр.} \text{ (при } T = 4500-5000 \text{ часов в год)} + P_{с.н.} + \Delta$
Обеспечение основного питания ответственных потребителей	Максимальная нагрузка ответственных потребителей, собственные нужды, потери $P_{об.} > P_{отв.потр.} + P_{с.н.} + \Delta$
Утилизация побочных продуктов производства для собственного потребления и/или продажи	Определяется объемом побочных продуктов производства
Продажи электрической энергии на розничном рынке	Расчет электрических режимов прилегающего энергорайона $P_{об.} = P_{расч.реж.}$



Выбор единичной мощности и количества генерирующих агрегатов

7

$P_{г.ед} = \max(15...1000)$ кВт Единичная мощность микротурбинных агрегатов выбирается по шкале стандартными номинальными мощностями (15, 30, 65, 200, 600, 800, 1000 кВт для установок производства компании Capstone).
Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной мощности минимальным количеством агрегатов.

$$Нагр. = \left[\frac{P_{об.}}{P_{г.ед}} \right]$$

$P_{г.ед} < 2 P_{н.мин} - P_{с.н.}$

$$Нагр. = \left[\frac{P_{об.}}{P_{г.ед}} \right]$$

Номинальные мощности газопоршневых установок значительно отличаются у различных производителей, что дает возможность выбора единичных мощностей с шагом в несколько десятков кВт. Технологической особенностью газопоршневых агрегатов является ограничение минимальной загрузки не менее 50%, в связи с чем, единичная мощность агрегатов должна быть выбрана таким образом, чтобы в режиме минимальных нагрузок обеспечивался технологический минимум.

Количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной установленной мощности энергоцентра минимальным количеством агрегатов при условии прохождения минимума нагрузки и соблюдении требований по недоотпуску.

$P_{г.ед} = \max(2,5...400)$ МВт Номинальные мощности газотурбинных установок выше остальных, шаг шкалы единичных мощностей составляет несколько МВт.

$$Нагр. = \left[\frac{P_{об.}}{P_{г.ед}} \right]$$

Технологических ограничений на минимальную нагрузку у газотурбинных агрегатов нет, поэтому количество агрегатов выбирается исходя из обеспечения максимальной мощности минимальным количеством агрегатов, однако при наличии непродолжительной, но большой пиковой нагрузки целесообразно рассмотреть варианты установки нескольких ГТУ.



С точки зрения эксплуатации наиболее предпочтительными являются варианты обеспечения энергоцентра агрегатами одного производителя и одной модели. Применение машин разной мощности должно быть обосновано экономически.



Определение дополнительного количества агрегатов для осуществления резервирования

8

Для обеспечения ремонтов оборудования без отключения нагрузки или ухудшения условий электроснабжения в автономном режиме работы, а также при необходимости обеспечения питания ответственных потребителей необходимо провести выбор дополнительного количества агрегатов, обеспечивающих резерв.

Для проектов распределенной генерации целесообразно предусматривать наличие «нагруженного» резерва. В работе одновременно должно находиться столько агрегатов и их загрузка должна быть такова, чтобы при выходе одного агрегата оставшиеся в работе могли полностью обеспечить нагрузку.

Величина нагруженного резерва определяется коэффициентом загрузки $K_{зг}$:

Количество агрегатов	2	3	4	5	6	7	8	9	10
$K_{зг}$	0,5	0,67	0,75	0,8	0,83	0,857	0,875	0,89	0,9

$$N_{агр.} = \left\lceil \frac{P_{об.}}{P_{г.ед} \times K_{зг}} \right\rceil$$

Количество агрегатов будет определяться отношением максимальной мощности объекта к единичной мощности агрегата с учетом коэффициента загрузки



Необходимость содержания дополнительных агрегатов в «холодном» резерве должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования с учетом оценки ущерба от недоотпуска. При рассмотрении проектов автономного энергоснабжения и электроснабжения особо ответственных потребителей целесообразно также провести оценку необходимости применения резервных дизельных источников электроснабжения.



Выбор состава дополнительного оборудования

9

Состав дополнительного теплогенерирующего оборудования должен быть выбран таким образом, чтобы тепловая нагрузка была обеспечена в любом режиме работы генерирующего оборудования. Наиболее характерным является режим минимальных электрических нагрузок зимой, в котором генерация тепловой энергии агрегатами когенерации минимальна, а тепловые нагрузки максимальны. Именно для такого периода на основании прогнозных графиков спроса на электрическую энергию и известных мощностей систем утилизации тепла должен быть построен график производства тепловой энергии выбранным оборудованием.

$$P_{т.} = P_{\text{нагр.т.}} + P_{\text{с.н.т.}} + \Delta - P_{\text{коген.}} \min$$

Единичная мощность теплогенерирующего оборудования будет определяться как разница между минимально возможной тепловой мощностью объектов когенерации и максимальной тепловой нагрузкой с учетом потерь и собственных нужд энергетического центра.



Необходимость содержания дополнительных теплогенерирующих агрегатов должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования. Важными аспектами при этом являются вероятность длительного отключения всего электрогенерирующего оборудования и/или необходимость использования резервного топлива.

В некоторых проектах дополнительно рассматриваются установки АБМХ, обеспечивающие холодоснабжение систем кондиционирования в летний период. Мощность таких установок целесообразно подбирать на основании графика производства тепловой энергии при когенерации в режиме максимальных электрических нагрузок летнего периода. При этом недостаток мощности системы кондиционирования может быть восполнен установкой дополнительных чиллеров. Необходимость резервирования систем кондиционирования должна определяться исходя из целей каждого проекта, в рамках технико-экономического обоснования.



Для составления вариантов состава генерирующего оборудования можно использовать информацию с сайтов поставщиков и официальных дилеров оборудования, однако для корректного выбора состава генерирующего оборудования информацию необходимо запрашивать целенаправленно.

Важно уточнить возможность работы оборудования на выбранном топливе, расход топлива и теплотворную способность для которой он приведен. Кроме того необходимо получить подтверждение поставщика о возможности параллельной работы с сетями в РФ.

Для сопоставления вариантов необходимо уточнить ряд параметров:

- максимальную и минимальную электрическую мощность, номинальное напряжение;
- максимальную и минимальную тепловую мощность системы утилизации тепла, температурный режим работы;
- характеристики зависимости расхода топлива и тепловой мощности от электрической нагрузки;
- частоту и периодичность технического обслуживания, состав работ для каждого ТУ, стоимость каждого ТУ;
- номинальный срок службы оборудования до капитального ремонта, допустимое количество капитальных ремонтов и их стоимость.

На основании данной информации для каждого варианта состава оборудования должна быть построена экономическая модель, определяющая чистую приведенную стоимость проекта (NPV).

Варианты состава оборудования ранжируются на основании рассчитанных NPV от большего к меньшему, определяя таким образом приоритетность их дальнейшего рассмотрения.

Для варианта с наибольшим NPV далее проводится разработка СВМ. Возможно, что при разработке СВМ вариант состава оборудования будет признан нереализуемым, что потребует рассмотрения следующего по рангу варианта.

Таким образом, процессы выбора состава генерирующего оборудования и разработка схемы выдачи мощности связаны и должны выполняться в рамках единой комплексной работы по определению основных технических и инвестиционных решений проектов распределенной генерации.



Спасибо за внимание

Синельников Алексей Михайлович

Начальник отдела развития технологий розничных рынков
электрической энергии
Филиал ОАО «HTZ EES» «Технологии автоматического управления»
101000 Россия, г. Москва, Китайгородский проезд, д. 7, стр. 3
sinelnikov-am@so-ups.ru

